

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2021-155

R-4165-2021

24 novembre 2021

---

**PRÉSENT :**

François Émond  
Régisseur

---

**Énergir, s.e.c.**  
Demanderesse

et

**Personnes intéressées dont les noms apparaissent ci-après**

---

Décision finale

*Demande relative à un projet d'investissement visant à évaluer l'interchangeabilité de l'hydrogène dans le réseau gazier d'Énergir*



**Demanderesse :**

**Énergir, s.e.c.**

**représentée par M<sup>e</sup> Marie Lemay Lachance et M<sup>e</sup> Hugo Sigouin-Plasse.**

**Personnes intéressées :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)**

**représentée par M. Nazim Sebaa;**

**Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAMÉ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;**

**Hydrogène Québec**

**représentée par Mme Marie Lapointe;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;**

**Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétique (RTIÉÉ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman.**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. DEMANDE .....</b>	<b>6</b>
<b>2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE .....</b>	<b>8</b>
<b>3. CADRE JURIDIQUE .....</b>	<b>8</b>
3.1 Position d'Énergir .....	9
3.2 Commentaires des personnes intéressées .....	13
3.3 Opinion de la Régie .....	16
<b>4. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET.....</b>	<b>19</b>
<b>5. PROJET .....</b>	<b>20</b>
5.1 Balisage.....	20
5.2 Description du Projet .....	21
5.3 Plan de tests et calendrier de réalisation .....	22
5.4 Normes applicables.....	26
5.5 Justification du Projet .....	27
5.6 Autres solutions envisagées.....	29
5.7 Coûts du Projet.....	29
5.8 Impact tarifaire.....	30
5.9 Impact sur la prestation du service .....	31
5.10 Autorisations exigées en vertu d'autres lois .....	31
<b>6. COMMENTAIRES DES PERSONNES INTÉRESSÉES .....</b>	<b>32</b>
6.1 ACIG.....	32
6.2 Hydrogène Québec.....	32
6.3 ROEE .....	33
6.4 RTIEÉ .....	35

---

<b>7. OPINION DE LA RÉGIE .....</b>	<b>35</b>
7.1 Qualification du Projet à titre d'actif .....	37
7.2 Traitement des coûts du Projet.....	40
7.3 Rapport sur les résultats et les conclusions du Projet .....	41
<b>DISPOSITIF .....</b>	<b>41</b>

## 1. DEMANDE

[1] Le 13 juillet 2021, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande (la Demande)<sup>1</sup> afin d'obtenir l'autorisation requise pour réaliser un projet d'investissement visant à évaluer l'interchangeabilité de l'hydrogène dans son réseau gazier (le Projet). Cette demande est présentée en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la Loi) et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>3</sup> (le Règlement).

[2] Le coût total du Projet est évalué à 5,9 M\$. Énergir demande également la création d'un compte de frais reportés (CFR) hors base de tarification, portant intérêt selon le coût moyen pondéré en capital, afin d'y inscrire les coûts reliés au Projet, jusqu'à leur intégration dans le dossier tarifaire 2022-2023<sup>4</sup>.

[3] Le 22 juillet 2021, par sa décision D-2021-095<sup>5</sup>, la Régie détermine le mode procédural qu'elle entend suivre pour traiter la Demande. La Régie demande également à Énergir de déposer un complément de preuve au plus tard le 12 août 2021.

[4] Le 23 juillet 2021, le Distributeur confirme à la Régie que l'*Avis aux personnes intéressées* est publié sur son site internet conformément à la décision précitée.

[5] Le 6 août 2021, le RTIEÉ demande à la Régie notamment de modifier le cadre procédural déterminé et manifeste son intérêt à participer au présent dossier<sup>6</sup>.

[6] Le 10 août 2021, le ROEÉ fait part à la Régie de son intention de participer au présent dossier et appuie également la demande du RTIEÉ à l'égard de la modification de son cadre procédural<sup>7</sup>. À la même date, Énergir dépose ses commentaires à l'égard des demandes du RTIEÉ et du ROEÉ<sup>8</sup>.

---

<sup>1</sup> Pièce [B-0002](#).

<sup>2</sup> [RLRQ, c. R-6.01](#).

<sup>3</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 2](#).

<sup>4</sup> Pièce [B-0005](#).

<sup>5</sup> Décision [D-2021-095](#).

<sup>6</sup> Pièce [D-0001](#).

<sup>7</sup> Pièce [D-0002](#).

<sup>8</sup> Pièce [B-0009](#).

[7] Toujours à la même date, en réponse à la demande du RTIEÉ<sup>9</sup>, la Régie maintient le cadre procédural établi.

[8] Le 11 août 2021, en réponse à la demande d'Énergir en ce sens, la Régie reporte d'une journée l'échéance pour le dépôt de son complément de preuve.

[9] Le 13 août 2021, Énergir dépose son complément de preuve<sup>10</sup>.

[10] Les 26 et 27 août 2021, l'ACIG, le GRAME, Hydrogène Québec, le ROEÉ et le RTIEÉ soumettent leurs commentaires<sup>11</sup>.

[11] Le 2 septembre 2021, Énergir répond aux commentaires des personnes intéressées.

[12] Le 7 septembre 2021, la Régie transmet une première demande de renseignements (DDR) au Distributeur<sup>12</sup>. Énergir y répond le 23 septembre 2021<sup>13</sup>.

[13] Le 5 octobre 2021, le RTIEÉ demande à la Régie de suspendre son délibéré au présent dossier afin de pouvoir prendre connaissance de la *Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures*<sup>14</sup> (Loi modifiant la Loi sur les normes) et des commentaires d'Énergir et des personnes intéressées s'y rapportant<sup>15</sup>.

[14] Le 6 octobre 2021, Énergir commente la demande de suspension formulée par le RTIEÉ<sup>16</sup>.

[15] Le 12 octobre 2021, la Régie transmet la DDR n° 2 au Distributeur. Dans sa lettre de dépôt, la Régie modifie le calendrier pour la suite du dossier.

---

<sup>9</sup> Pièce [A-0003](#).

<sup>10</sup> Pièce [B-0015](#).

<sup>11</sup> Pièces [D-0004](#), [D-0006](#), [D-0010](#), [D-0009](#) et [D-0012](#).

<sup>12</sup> Pièce [A-0007](#).

<sup>13</sup> Pièce [B-0023](#).

<sup>14</sup> *Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures*, [LQ 2021, c. 28](#).

<sup>15</sup> Pièce [D-0013](#).

<sup>16</sup> Pièce [B-0025](#).

[16] Le 26 octobre 2021, Énergir répond à la DDR n° 2 de la Régie<sup>17</sup>.

[17] Le 29 octobre 2021, les personnes intéressées déposent leurs commentaires sur les réponses d'Énergir à la DDR n° 2 de la Régie<sup>18</sup>. Énergir répond à ces commentaires le 2 novembre 2021<sup>19</sup>. La Régie entame son délibéré à ce moment.

[18] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la Demande.

## 2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[19] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie autorise Énergir à engager les sommes présentées en preuve aux fins d'effectuer le Projet tel que présenté, visant à évaluer l'interchangeabilité de l'hydrogène dans son réseau gazier. Toutefois, de façon exceptionnelle, la Régie autorise ces sommes en vertu de l'article 32 (3.1°) de la Loi. Ainsi, elle autorise, à cette fin, la création d'un CFR selon les modalités décrites à la section 7.2.

## 3. CADRE JURIDIQUE

[20] La Régie est saisie d'une demande en vertu de l'article 73 de la Loi. Pour que la Régie puisse exercer sa juridiction dans le présent dossier, elle doit s'assurer que le cadre juridique en vigueur s'applique.

[21] La Régie, dans sa décision procédurale D-2021-095<sup>20</sup>, demandait à Énergir de lui fournir ses réflexions sur le cadre juridique en vigueur à l'égard de l'hydrogène. Elle lui demandait notamment de répondre aux deux questions suivantes :

---

<sup>17</sup> Pièce [B-0028](#).

<sup>18</sup> Pièces [D-0016](#) et [D-0017](#).

<sup>19</sup> Pièce [B-0029](#).

<sup>20</sup> Décision [D-2021-095](#).



- « • *Compte tenu de la définition inscrite à l'article 2 de la Loi relativement au gaz naturel, le cadre juridique actuel permet-il de considérer l'injection d'hydrogène dans le réseau de distribution d'Énergir comme une activité réglementée ?*
  
- *Par ailleurs, comment le cadre juridique actuel permet-il de considérer le Projet comme une activité réglementée justifiant l'inclusion éventuelle des coûts y afférents au dossier tarifaire 2022-2023 ? »<sup>21</sup>.*

### 3.1 POSITION D'ÉNERGIR

[22] Énergir soumet que l'activité sous-jacente au Projet n'est pas une activité de distribution d'hydrogène dans une perspective de commercialisation. Elle soumet que le Projet concerne la gestion préventive de l'intégrité de son réseau réglementé<sup>22</sup> dans le contexte de la transition énergétique et de la décarbonation tel qu'elle le mentionne :

*« Le fait que cette activité de gestion d'intégrité du réseau implique la manipulation d'hydrogène ne saurait dénaturer pour autant le Projet pour en devenir un d'injection d'hydrogène »<sup>23</sup>.*

[23] En outre, le Distributeur est d'avis que le cadre juridique actuel n'empêche pas l'injection d'hydrogène dans son réseau dans la mesure où le produit qu'il distribue et livre à ses clients est du gaz naturel.

[24] Il ajoute, à cet effet, que l'objet du Projet est similaire à d'autres travaux préventifs de même nature qu'il exécute afin de se préparer à différentes éventualités. C'est le cas notamment de l'injection d'eau en circuit fermé afin de tester l'intégrité du réseau en condition de pression accentuée (1,5 fois la pression normale du réseau). Dans ce dernier cas, l'eau n'est pas incluse dans la définition de « gaz naturel » ou de « gaz naturel renouvelable » (GNR) et n'est évidemment pas manipulée par Énergir en vue d'en faire la distribution. L'eau est plutôt utilisée afin de parfaire les connaissances d'Énergir à l'égard des capacités techniques de son réseau, et ce, avant que ce dernier ne soit soumis à

---

<sup>21</sup> Décision [D-2021-095](#), p. 10, par. 38.

<sup>22</sup> Pièce [B-0028](#), p. 17, R-3.1, se référer aux explications d'Énergir sur les travaux préventifs qu'elle mène pour se préparer à différentes éventualités.

<sup>23</sup> Pièce [B-0015](#), p. 3.

d'éventuelles contraintes physiques réelles découlant de son exploitation. En injectant de l'eau à une pression supérieure à la normale, Énergir teste la résilience de son réseau en prévision d'éventuelles (possibles, sans qu'elles ne soient certaines ni même probables) conditions d'exploitation.

[25] Cette gestion préventive est au cœur du rôle de propriétaire d'actifs diligent. Énergir soumet qu'elle poursuit, dans le présent dossier, les mêmes objectifs : elle souhaite se préparer diligemment avant l'arrivée possible, voire probable en l'occurrence, de conditions d'exploitation impliquant de l'hydrogène (sous forme de résidus de GNR de 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> générations ou autrement)<sup>24</sup>.

[26] Énergir soumet par ailleurs que le législateur n'a pas établi de limite minimale de proportion de méthane pour qu'un gaz acheminé par canalisation soit considéré comme du gaz naturel ou du GNR au sens de la Loi. Elle rappelle que la Régie s'est prononcée sur cette question en 2004 dans le cadre du projet d'implantation d'un réseau dédié « Sainte-Sophie/Saint-Jérôme » :

*« Cependant, la Régie retient l'argument du distributeur voulant que le législateur n'a pas établi de limite minimale de proportion de méthane pour qu'un gaz acheminé par canalisation soit considéré comme du gaz naturel au sens de la Loi, ni précisé de conditions quant à son origine.*

*La Loi d'interprétation prévoit qu'une loi doit recevoir " une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin "*

*La Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'interpréter l'expression gaz naturel, à l'article 2 de la Loi, par référence à une distinction quant à la proportion ou à l'origine du méthane que le législateur n'a pas jugé opportun d'y incorporer. La Régie juge cette approche compatible et cohérente avec les objectifs poursuivis par le législateur lorsqu'il a décidé que seuls les détenteurs d'un droit exclusif auraient le droit de distribuer par canalisation le gaz naturel et en définissant cette expression par référence au méthane à l'état gazeux ou liquide, sans autre précision »<sup>25</sup>. [note de bas de page omise]*

<sup>24</sup> Pièce [B-0028](#), p. 17.

<sup>25</sup> Dossier R-3532-2004, décision [D-2004-128](#), p. 14.

[27] Le Distributeur ajoute que la définition de « gaz naturel » a été modifiée par le législateur en 2006 afin d'y introduire les exclusions relatives au biogaz et au gaz de synthèse, sans toutefois y traiter de la question de la proportion du méthane.

[28] En outre, la Loi n'empêche pas la présence d'autres éléments qui accompagnent le méthane dans le gaz naturel distribué dans le réseau gazier d'Énergir, dont par exemple le dioxyde de carbone, l'azote, le butane et l'éthane. Cette dernière soumet que la Loi est silencieuse quant à savoir si Énergir peut injecter des composantes autres que le méthane sans pour autant faire en sorte qu'un tel mélange ne constituerait plus du gaz naturel au sens de la Loi. Énergir soumet que « *Ces éléments, qui ne sont pas nommés dans la Loi, se retrouvent dans le gaz naturel qui est injecté dans le réseau de distribution au point d'interconnexion avec TCPL* »<sup>26</sup>.

[29] Par ailleurs, la Loi ne contient pas la notion « d'injection » dans le réseau. Elle contient la notion de « distribution/livraison ». Par conséquent, Énergir doit distribuer/livrer du gaz naturel. En outre, lorsque le gaz naturel est renouvelable, il doit être interchangeable.

[30] En ce qui concerne les évaluations d'injection d'hydrogène qui seront menées dans le cadre du Projet, Énergir rappelle qu'elles seront réalisées en circuit fermé de sorte qu'aucun hydrogène ne sera injecté dans son réseau gazier. Pour cette raison, elle soumet que la question de savoir si le cadre juridique actuel permet de considérer l'injection d'hydrogène dans le réseau comme une activité réglementée est prématurée eu égard à la portée du Projet.

[31] Dans le contexte où Énergir aura l'obligation de livrer une quantité de GNR représentant 5 % de la quantité de gaz naturel totale livrée en 2025 et devant l'évolution rapide du marché de la production de GNR, le Distributeur soumet que la Régie doit conclure que le cadre juridique actuel lui permet de se préparer à recevoir du GNR qui pourrait contenir une certaine concentration d'hydrogène.

[32] Le Distributeur explique que le GNR actuellement livré à ses clients ne contient pas de résidus d'hydrogène. Il ajoute cependant que les procédés de 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> générations, dont il fournit une description, produiront des surplus d'hydrogène. Il mentionne qu'il est

---

<sup>26</sup> Pièce [B-0015](#), page 5.

préférable de se préparer à l'arrivée d'une concentration d'hydrogène dans le réseau gazier<sup>27</sup>.

[33] En outre, le Distributeur estime qu'il est possible que de l'hydrogène produit à l'extérieur du Québec se retrouve éventuellement combiné au gaz naturel et livré en franchise.

[34] C'est dans cette optique qu'Énergir estime que le Projet s'inscrit au centre des rôles et responsabilités d'un « distributeur de gaz naturel » au sens de la Loi et doit amener la Régie à conclure au caractère prudent et utile de l'investissement.

[35] Par ailleurs, en réponse à la demande du RTIEÉ à la Régie de suspendre son délibéré<sup>28</sup>, à la suite de l'adoption de la Loi modifiant la Loi sur les normes, Énergir précise que l'état de droit demeure inchangé : « *puisque les articles 5.1 et 5.2 de cette loi entreront en vigueur à la date de l'entrée en vigueur du premier règlement pris en application du paragraphe 5<sup>o</sup> du premier alinéa de l'article 112 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01)* »<sup>29</sup>.

[36] Selon Énergir, la Loi modifiant la Loi sur les normes peut cependant être considérée comme l'expression d'une politique énergétique du gouvernement au sens de l'article 5 de la Loi. Ainsi, l'orientation de cette politique est un élément additionnel justifiant qu'elle investisse rapidement dans les tests requis pour évaluer l'interchangeabilité de l'hydrogène dans son réseau gazier afin d'en assurer l'intégrité, la résilience et la sécurité devant les perspectives que de l'hydrogène s'y retrouve dans un horizon rapproché. En effet, l'évaluation de l'interchangeabilité de l'hydrogène, que souhaite mener Énergir par la réalisation du Projet, est tout à fait alignée avec la définition de « gaz naturel de source renouvelable » se trouvant à la Loi modifiant la Loi sur les normes.

[37] En réponse à une DDR de la Régie en ce qui a trait à l'application du premier alinéa de l'article 73 de la Loi, Énergir soumet que pour les mêmes motifs relatés à propos de l'article 2 de la Loi, sa demande d'autorisation du Projet, telle que déposée dans le cadre du présent dossier, vise la construction d'actifs destinés à la distribution du gaz naturel. Elle réitère que la perspective de la présence d'hydrogène dans son réseau de distribution, en raison notamment de l'injection prochaine de GNR de 2<sup>e</sup> et de 3<sup>e</sup> générations, n'a pas

---

<sup>27</sup> Pièce [B-0023](#), p. 8 à 10, R-2.1 à R-2.6.

<sup>28</sup> Pièce [D-0013](#).

<sup>29</sup> Pièce [B-0025](#).

d'impact sur la nature du produit qu'elle distribue. Selon Énergir, ce produit sera encore du gaz naturel au sens de la loi et de la jurisprudence applicable<sup>30</sup>.

### 3.2 COMMENTAIRES DES PERSONNES INTÉRESSÉES

#### *ACIG*

[38] L'ACIG est d'avis qu'il n'existe aucun enjeu juridique entourant le traitement du Projet en vertu de l'article 73 de la Loi pourvu que qu'il se déroule en circuit fermé<sup>31</sup>.

#### *GRAME*

[39] En ce qui a trait à la première question juridictionnelle, le GRAME soumet que certains coûts liés à l'injection d'hydrogène dans le réseau gazier pourraient être reconnus dans l'activité réglementée.

[40] Il fonde son raisonnement sur le fait que l'Association canadienne du gaz mentionne que l'hydrogène peut être ajouté au gaz naturel en vue d'accroître la teneur calorifique du combustible brûlé, tout en réduisant les émissions<sup>32</sup> et sur l'article 2 de la Loi, lequel ne limite pas la proportion de méthane devant être présente dans le gaz livré par canalisation pour que ce dernier soit considéré comme du GNR ou non au sens de la Loi.

[41] Le GRAME est toutefois d'avis que les équipements requis pour permettre l'injection d'hydrogène dans le réseau de distribution d'Énergir pourraient être exclus de l'activité réglementée. En effet, l'article 1 de la Loi prévoit qu'elle s'applique à certaines activités spécifiques, soit la fourniture, le transport, la distribution et l'emmagasinage du gaz naturel.

[42] Or, le GRAME note que la Demande porte sur une étape préalable à cette activité d'injection. Ainsi, il soumet que la question du cadre juridique relatif à l'injection d'hydrogène dans son réseau de distribution devrait être examinée lorsqu'une demande pour une telle activité sera soumise par Énergir.

---

<sup>30</sup> Pièce [B-0023](#), p. 27, R-6.1.

<sup>31</sup> Pièce [D-0004](#), p. 6.

<sup>32</sup> <https://www.cga.ca/fr/gas-naturel-101/lhydrogene-un-vecteur-energetique-propre-et-polyvalent/>.

[43] En ce qui a trait à la seconde question juridictionnelle, le GRAME mentionne que le cadre juridique qui doit être considéré par la Régie est composé non seulement de la Loi et des règlements y afférents, mais également des politiques énergétiques en vigueur dont notamment le *Plan pour une économie verte* (le PEV).

[44] Selon le GRAME, le PEV prévoit l'injection d'hydrogène vert dans le réseau gazier. Ainsi, il est d'avis que les éléments contextuels de la transition énergétique en cours démontrent le bien-fondé de la Demande.

### ***ROEÉ***

[45] Le ROEÉ est en désaccord avec les représentations d'Énergir à l'effet que le législateur n'a pas jugé opportun d'incorporer une distinction quant à la proportion ou à l'origine du méthane. En l'absence de telles précisions du législateur, Énergir est d'avis que la présence d'hydrogène dans le gaz naturel distribué dans son réseau n'altérerait pas pour autant le fait qu'il s'agisse réellement de « gaz naturel »<sup>33</sup>.

[46] Or, selon le ROEÉ, cette interprétation d'Énergir ne tient pas compte de la réalité inhérente au gaz naturel, qui n'implique aucun ajout de composés supplémentaires, ni aucune manipulation. D'ailleurs, le ROEÉ estime que les définitions de « gaz naturel » et de « gaz naturel renouvelable » qui se trouvent à l'article 2 de la Loi permettent de conclure que le gaz naturel constitue essentiellement du méthane.

[47] Le ROEÉ rejette également l'argument d'Énergir selon lequel le cadre juridique lui permet d'ajouter de l'hydrogène dans son réseau car la Loi est muette sur la présence de gaz étrangers qui accompagnent le méthane qu'elle livre à ses clients.

[48] Selon le ROEÉ, le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), l'azote (N<sub>2</sub>), l'éthane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) et le butane sont des composantes du gaz naturel déjà présentes au stade de l'extraction du gaz naturel, aux puits. Ces éléments, qui composent le gaz naturel, circulent dans le réseau d'Énergir sans y avoir été ajoutés. Le seul produit ajouté est le mercaptan, traceur olfactif, présent pour des raisons de sécurité. Or, le ROEÉ soumet que l'ajout d'hydrogène aurait l'effet inverse, à savoir d'accroître les risques pour la sécurité.

---

<sup>33</sup> Pièce [D-0009](#), p. 5 à 8.

[49] Cette réalité fait en sorte que l'hydrogène n'est pas simplement assimilable à la définition de l'article 2 de la Loi. Ainsi, selon le ROÉÉ, l'argument d'Énergir reviendrait à ajouter des mots à la Loi, que le législateur n'a pas prévu lors des modifications législatives de 2016.

[50] Enfin, le ROÉÉ soumet que le contexte entourant le projet du réseau dédié dans la région de Sainte-Sophie et de Saint-Jérôme<sup>34</sup>, et sur lequel s'appuie Énergir, est différent de celui du présent dossier. Le projet de Sainte-Sophie portait sur du biogaz et il ne s'agissait pas d'ajouter un élément au méthane.

[51] Pour l'ensemble de ces raisons, le ROÉÉ est d'avis que le cadre juridique en vigueur ne permet pas à Énergir d'ajouter des gaz étrangers, tels que l'hydrogène, au méthane qu'elle distribue dans son réseau gazier.

### ***RTIEÉ***

[52] En réponse à la première question juridictionnelle, le RTIEÉ est d'avis que la Régie a juridiction sur l'injection d'hydrogène dans le gaz naturel à des fins de tests, telle que proposée au présent dossier. Selon le RTIEÉ, la réponse à la seconde question découle de la première et il s'ensuit logiquement que le présent Projet constitue une activité réglementée<sup>35</sup>.

[53] Le RTIEÉ estime qu'il est inexact de soutenir que la définition du « gaz naturel » de l'article 2 de la Loi puisse, depuis le 17 juin 1988, viser tout mélange gazeux ou liquide comportant n'importe quelle proportion de méthane et donc n'importe quelle proportion « d'impuretés »<sup>36</sup>.

[54] Le RTIEÉ est également d'avis qu'il ne convient pas d'adopter une interprétation littérale de l'article 2 selon laquelle la juridiction de la Régie ne porterait que sur le méthane, gazeux ou liquide, pur à 100 %.

[55] Selon le RTIEÉ, il convient plutôt de se questionner sur l'intention du législateur à l'égard des articles 1 et 2 de la Loi afin de mieux comprendre la juridiction gazière de la

---

<sup>34</sup> Dossier R-3532-2004; décision [D-2004-128](#).

<sup>35</sup> Pièce [D-0012](#), p. 4 à 19.

<sup>36</sup> Selon le RTIEÉ, une « impureté » est tout élément autre que le méthane.

Régie. Ainsi, il soumet que cette intention du législateur implique que la définition de « gaz naturel » existait non seulement le jour de l'adoption des textes législatifs mais qu'elle évolue selon les transformations de l'industrie de la distribution du gaz naturel. Ainsi, le « gaz naturel » n'est pas du méthane pur à 100 % mais peut comporter une part d'« impuretés », soit naturelles (incluant notamment déjà de l'hydrogène) soit ajoutées tel que le mercaptan.

[56] Selon le RTIEÉ, en découle qu'une preuve des « faits juridictionnels » est requise afin d'identifier ce qui peut ainsi être compris comme étant du « gaz naturel » dans cette industrie.

[57] Sous l'hypothèse que les tests envisagés par Énergir au présent dossier s'inscrivent dans le cadre de la recherche d'un consensus au sein de l'industrie quant à l'identification de la proportion maximale d'hydrogène qui serait acceptable sans compromettre l'intégrité technique des réseaux et/ou sans requérir des investissements majeurs dans l'adaptation des équipements, le RTIEÉ réitère sa demande à la Régie de pouvoir soumettre sa DDR à Énergir afin d'obtenir les clarifications nécessaires sur l'ensemble des « faits juridictionnels ».

[58] Par ailleurs, dans sa correspondance du 5 octobre 2021 par laquelle le RTIEÉ demande à la Régie de suspendre son délibéré afin de prendre connaissance de la Loi modifiant la Loi sur les normes, le RTIEÉ dépose une mise à jour de ses recommandations, lesquelles demeurent pratiquement inchangées par rapport à celles déposées le 27 août 2021<sup>37</sup>.

### 3.3 OPINION DE LA REGIE

[59] À la lumière des réponses contenues dans le complément de preuve, la Régie constate que le Projet ne vise pas une activité d'injection d'hydrogène dans le réseau gazier d'Énergir. Pour cette raison, elle est d'avis qu'il n'y a pas lieu qu'elle se prononce sur la première question posée à Énergir dans sa décision procédurale D-2021-095.

[60] En ce qui a trait à la seconde question juridictionnelle, la Régie estime, pour les motifs qui suivent, que le cadre juridique actuel lui permet d'examiner la Demande.

---

<sup>37</sup> Pièce [D-0013](#).



[61] En effet, la Régie constate, à la lumière de la preuve au dossier, que le Projet porte sur des évaluations relatives à l'intégrité, la résilience et la sécurité du réseau de distribution de gaz naturel. Selon la Régie, cet exercice vise à permettre à Énergir de se préparer à une situation hypothétique, soit qu'un certain pourcentage d'hydrogène circule dans son réseau gazier. De ce fait, elle juge nécessaire qu'Énergir teste les impacts de la présence d'hydrogène tant sur ses propres équipements que sur ceux de ses clients.

[62] La Régie comprend que le projet vise à simuler les conditions d'opération qui pourraient éventuellement prévaloir en présence d'hydrogène dans le réseau gazier et de s'y préparer de façon diligente, le cas échéant. Ce faisant, la Régie est d'avis que le Projet s'inscrit dans le cadre des activités liées à l'intégrité, la résilience et la sécurité du réseau de distribution d'Énergir et qu'à ce titre, elle possède la juridiction nécessaire pour examiner la Demande.

[63] En ce qui a trait à l'activité réglementée de distribution de gaz naturel, la Régie note que le législateur n'a pas précisé, à l'article 2 de la Loi, de proportion de méthane pour qu'un gaz acheminé par canalisation soit considéré comme du gaz naturel ou du GNR au sens de la Loi.

### ***Adoption de la Loi modifiant la Loi sur les normes***

[64] Au cours de l'examen du dossier, la Loi modifiant la Loi sur les normes a été adoptée. La Régie souligne que bien que cette loi soit entrée en vigueur le 6 octobre 2021, il n'en demeure pas moins que les modifications apportées aux définitions de « gaz naturel » et « gaz de source renouvelable » prévues à la Loi n'entreront en vigueur qu'à la date de l'entrée en vigueur du premier règlement pris en application du paragraphe 5 du premier alinéa de l'article 112 de celle-ci<sup>38</sup>. Un tel règlement n'ayant pas encore été pris, les définitions telles que modifiées par cette loi ne sont pas applicables au présent dossier.

[65] La Régie tient également à préciser qu'elle est d'avis que ces modifications, bien qu'elles aient été déposées en cours d'examen du dossier, dont le fait d'identifier spécifiquement l'hydrogène dans la définition de « gaz de source renouvelable » dans la Loi modifiant la Loi sur les normes ne font pas en sorte que les définitions actuelles de « gaz naturel » et de « gaz naturel renouvelable » prévues à la Loi doivent être interprétées

---

<sup>38</sup> Articles 5.1 et 5.2 de la Loi modifiant les normes.

*a contrario*, soit de façon à conclure que le gaz naturel et le GNR ne peuvent contenir d'autres éléments que du méthane.

[66] Aussi, dans ses commentaires sur la demande de suspension du délibéré formulée par le RTIEÉ, Énergir suggère que la Loi modifiant la Loi sur les normes peut être considérée par la Régie comme l'expression d'une politique énergétique du gouvernement au sens de l'article 5 de la Loi. Ainsi, elle soumet qu'il s'agit d'un élément additionnel que la Régie devrait prendre en compte dans son évaluation de la Demande. La Régie tient à formuler certains commentaires à cet égard.

[67] Tout d'abord, dans le cadre de la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2020-2021, la Régie, dans sa décision D-2019-156, n'a pas retenu l'argument d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution selon lequel elle devrait prendre en compte les objectifs poursuivis par le Projet de loi 34 aux termes de l'article 5 de la Loi<sup>39</sup>.

[68] Dans cette décision, la Régie rappelle que l'article 5 de la Loi n'est pas attributif de compétence, mais qu'il constitue une toile de fond, un énoncé législatif des préoccupations dont elle doit tenir compte dans l'exercice de ses fonctions.

[69] Depuis le 10 décembre 2016, la Régie rappelle que l'article 5 de la Loi se lit comme suit :

*« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif »<sup>40</sup>. [nous soulignons]*

[70] Dans la présente décision, la Régie réitère le fait que dans l'exercice de ses fonctions, elle doit tenir compte des objectifs visés dans les politiques énergétiques. Ces politiques établissent les orientations, les objectifs et les initiatives du gouvernement en matière énergétique.

---

<sup>39</sup> Dossier R-4100-2019, décision [D-2019-156](#), p. 14 à 17, par. 47 à 63.

<sup>40</sup> [RLRQ, c. R-6.01](#).

[71] La Régie réitère également que le gouvernement peut lui communiquer ses préoccupations économiques, sociales et environnementales lorsqu'il émet un décret ou des directives sur l'orientation et les objectifs généraux à poursuivre.

[72] Dans le cas présent, la Régie juge que la Loi modifiant la Loi sur les normes ne constitue pas l'expression d'une politique énergétique du gouvernement qui devrait être prise en compte en vertu de l'article 5 de la Loi<sup>41</sup>.

[73] Elle constate par ailleurs que le gouvernement n'a pas émis de décret ou de directive particulière à son égard concernant l'hydrogène.

**[74] Considérant l'ensemble des motifs énoncés ci-dessus, la Régie juge que le cadre juridique en vigueur lui permet de se prononcer sur la Demande.**

#### 4. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[75] Selon la preuve, il existe trois situations qui pourraient donner lieu à la présence d'hydrogène dans le réseau gazier d'Énergir, à savoir le développement de la filière québécoise du GNR, des initiatives de conversion d'électricité en gaz naturel dont l'objectif est de diminuer les émissions de gaz à effet de serre et la probabilité que de l'hydrogène issu d'autres initiatives se retrouve combiné au gaz naturel livré dans sa franchise.

[76] Dans son complément de preuve, Énergir explique qu'elle souhaite d'abord se familiariser avec l'hydrogène. Afin de se préparer à l'arrivée du GNR de 2<sup>e</sup> et de 3<sup>e</sup> générations qui pourrait contenir des résidus d'hydrogène, elle souhaite évaluer le seuil de tolérance de l'hydrogène dans son réseau. À cet égard, elle considère important de mener ses propres tests pour évaluer l'interchangeabilité de ce GNR.

[77] Selon un rapport d'un groupe de travail sur ce sujet, l'interchangeabilité se définit comme suit :

---

<sup>41</sup> Articles 49(10), 52.1.2, 72, 73 et 110 de la Loi.

*« The ability to substitute one gaseous fuel for another in a combustion application without materially changing operational safety, efficiency, performance or materially increasing air pollutant emissions »<sup>42</sup>.*

[78] Le Distributeur précise que les critères d'interchangeabilité sont normalement mesurés par les tests de présence de flamme, de retour de flamme, et d'aspect visuel de la flamme (indice de jaunissement)<sup>43</sup>.

[79] Il ajoute que les tests qui font l'objet du Projet ne visent pas qu'à s'assurer de l'interchangeabilité de l'hydrogène dans une perspective de combustion, mais également dans une perspective de gestion d'intégrité et de sécurité de son réseau de distribution.

[80] Le Projet permettra de passer des connaissances théoriques au savoir pratique. Plusieurs équipes auront l'occasion de contribuer au Projet, ce qui leur permettra de se familiariser avec l'hydrogène et de développer des connaissances et des compétences techniques.

[81] Énergir mentionne également qu'une façon de se familiariser avec l'hydrogène est de répliquer des tests développés ailleurs et d'en comparer les résultats pour en tirer des conclusions quant aux effets de l'hydrogène sur les composantes de réseau et les appareils au gaz.

## 5. PROJET

### 5.1 BALISAGE

[82] En réponse à la demande de balisage formulée par la Régie concernant les principaux résultats obtenus à ce jour relatifs à l'injection d'hydrogène<sup>44</sup>, Énergir retient trois études<sup>45</sup>.

---

<sup>42</sup> *White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use*, NGC+ Interchangeability Work Group, February 28, 2005, p. 3 et 4, note de bas de page no 2, [URL](#).

<sup>43</sup> Pièce [B-0023](#), p. 2, R-1.1.

<sup>44</sup> Décision [D-2021-095](#), p. 8, par. 25.

<sup>45</sup> Pièce [B-0015](#), p. 11 et 12.

[83] Selon Énergir, les conclusions générales de ces études sont à l'effet que, en raison de la complexité des systèmes de distribution de gaz naturel et de la grande variété des composants, des matériaux et des équipements, il n'est présentement pas possible de spécifier une proportion d'hydrogène admissible dans le mélange avec le gaz naturel qui serait valable pour toutes les parties de l'infrastructure de gaz naturel.

[84] Ces études présentent différentes plages de concentrations maximales, mais mentionnent que les plages identifiées sont incertaines pour déployer un mélange d'hydrogène avec du gaz naturel dans un réseau gazier et que chaque partie du réseau devrait être étudiée en détail.

## 5.2 DESCRIPTION DU PROJET

[85] Le Projet consiste à construire et installer deux postes d'injection d'hydrogène mobiles avec instrumentation afin de réaliser les évaluations requises. À la fin du Projet, ces postes seront démantelés en vue d'une utilisation future.

[86] Les deux postes d'injection permettront d'évaluer l'interchangeabilité du mélange de gaz naturel et d'hydrogène à différentes concentrations :

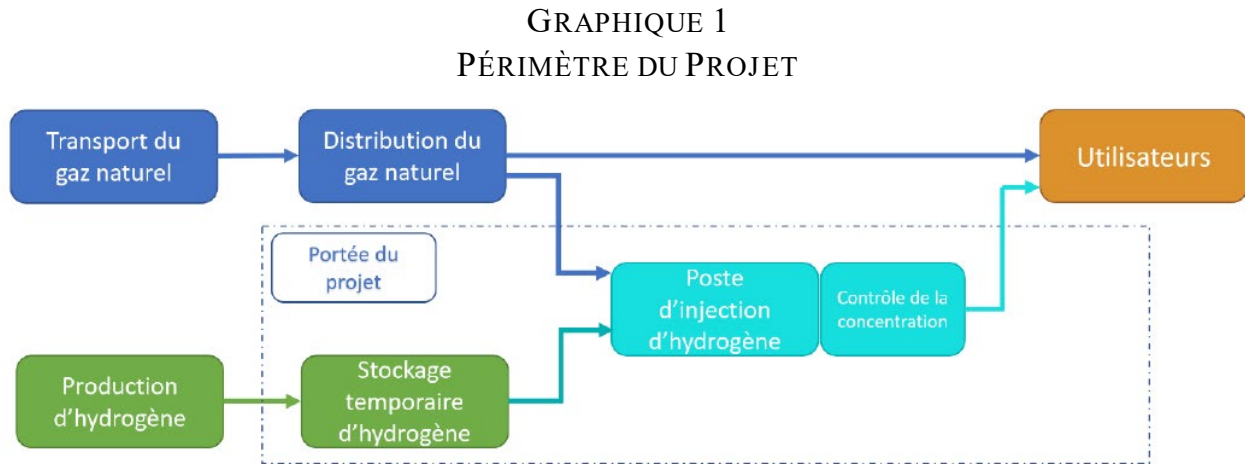
- sur des appareils à gaz naturel de type résidentiel, commercial et industriel; et
- sur des conduites et des équipements de mesurage et de contrôle.

[87] Les évaluations se dérouleront à deux sites offrant des environnements hautement contrôlés, supervisés et instrumentés, à savoir :

- le site extérieur de formation de l'École de technologie gazière (ÉTG), à Boucherville;
- Énergir chaleur et climatisation urbaine (ÉCCU), à Montréal.

[88] Les deux postes d'injection nécessaires au mélange de l'hydrogène et du gaz naturel seront alimentés d'hydrogène provenant d'un stockage temporaire installé pour la période du Projet. Le gaz naturel proviendra du réseau d'Énergir. Divers instruments seront installés afin de mesurer les débits entrants de même que la concentration de l'hydrogène.

[89] Pour chacun des deux sites, le graphique suivant montre la portée du Projet. Les équipements dont Énergir cherche à mesurer les impacts de l'hydrogène sont identifiés comme « utilisateurs » dans ce graphique.



Source : Pièce [B-0005](#), p. 7, graphique 1.

## 5.3 PLAN DE TESTS ET CALENDRIER DE REALISATION

### 5.3.1 PLAN DE TESTS

[90] Le Distributeur confirme que le Projet comporte des validations techniques sur les trois critères de la définition de l'interchangeabilité, à savoir la sécurité, le rendement (mesurage et pouvoir calorifique) ainsi que les polluants atmosphériques. Il mentionne toutefois que le Projet ne permettra pas d'obtenir des conclusions définitives sur l'apport sécuritaire d'hydrogène dans tout le réseau<sup>46</sup>.

[91] Énergir présente les tests qui seront effectués aux sites de l'ÉTG et de l'ÉCCU<sup>47</sup>. Les tests menés au premier site se rapportent aux équipements résidentiels et commerciaux alimentés par des conduites de petit diamètre alors que les tests au second site seront effectués sur des équipements industriels.

<sup>46</sup> Pièce [B-0023](#), p. 4, R-1.4.

<sup>47</sup> Pièce [B-0015](#), p. 13, tableaux 1 et 2.

## Sécurité

[92] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir présente les tests de sécurité qui seront effectués à ces deux sites.

**TABLEAU 1**  
**TESTS DE SÉCURITÉ AUX SITES DE L'ÉTG ET DE L'ÉCCU**

	ÉTG	ÉCCU
Détection de fuite sur les connexions entre les conduites et les appareils à l'aide d'un détecteur portatif sensible à l'hydrogène	X	X
Tests de présence de flamme et de retour de flamme	X	
Observation de la constance et de l'aspect visuel de la flamme	X	X
Prise de température du brûleur et des éléments à proximité afin d'observer les effets de la température de flamme plus élevée en présence d'hydrogène	X	
Suivi en ligne des thermocouples dans la chambre de combustion des chaudières afin d'évaluer les variations de température et la possibilité de perte de flamme;		X

Source : Tableau produit par la Régie selon la pièce [B-0023](#), p. 3, R-1.2.

[93] Par ailleurs, le Distributeur explique que les équipements à tester dans le cadre du Projet sont représentatifs des équipements installés chez ses clients résidentiels, commerciaux et institutionnels et des différents types de brûleurs qui se trouvent dans ces équipements.

[94] En ce qui a trait aux clients industriels, il mentionne que près de 50 % des volumes de gaz naturel servent à produire de la vapeur. Pour cette raison, le Projet se concentre sur les impacts de l'hydrogène sur une chaudière à vapeur industrielle. Énergir précise que le Projet ne permettra pas de tester la sécurité de l'utilisation de l'hydrogène dans les autres procédés industriels. De ce fait, des tests ultérieurs seront requis<sup>48</sup>.

<sup>48</sup> Pièce [B-0023](#), p. 13 à 15, R-3.2 et R-3.3.

[95] Énergir présente les équipements de son réseau de distribution qui seront testés de même que leur représentativité. Elle résume les tests qu'elle prévoit effectuer en indiquant que les derniers détails doivent être réglés<sup>49</sup>.

[96] Par ailleurs, comme le Projet se concentre sur les impacts de l'hydrogène sur son réseau de distribution et les équipements de ses clients, Énergir précise que les tests ne permettront pas de vérifier les impacts de l'hydrogène sur les autres infrastructures gazières comme son réseau de transmission, les sites d'emmagasinage d'Intragaz et l'usine LSR<sup>50</sup>.

[97] Toutefois, Énergir soumet que les impacts de l'hydrogène sur ces infrastructures gazières peuvent être une fragilisation de l'acier, notamment en raison des pressions élevées du réseau de transmission, pertes de volumes et présence d'une molécule toxique dans les sites d'emmagasinage ainsi qu'une perte de rendement à l'usine LSR.

### *Mesurage et pouvoir calorifique*

[98] Le Projet prévoit également des tests couvrant le second volet de la définition de l'interchangeabilité, à savoir le rendement. Ces tests permettent de valider l'impact d'un mélange d'hydrogène et de gaz naturel sur la facturation des clients d'Énergir. Le pouvoir calorifique contribue aussi à déterminer le rendement des équipements<sup>51</sup>.

### *Polluants atmosphériques*

[99] Énergir indique que seules les émissions de polluants atmosphériques des bouilloires industrielles seront mesurées. Elle mentionne que les émissions d'oxydes d'azote (NOx) et de monoxyde de carbone (CO) sur les équipements résidentiels et commerciaux pourraient être mesurées par le Centre des technologies du gaz naturel (CTGN) mais ces validations ne font pas partie du Projet<sup>52</sup>.

---

<sup>49</sup> Pièce [B-0023](#), p. 15 et 16, R-3.4 et R-3.5.

<sup>50</sup> Pièce [B-0023](#), p. 13, R-3.1.

<sup>51</sup> Pièce [B-0023](#), p. 3 à 5, R-1.3 et R-1.5.

<sup>52</sup> Pièce [B-0023](#), p. 4 et 5, R-1.4 et R-1.5.



### 5.3.2 DURÉE PRÉVUE DES TESTS

[100] Le Distributeur indique que le Projet permettra d'évaluer, à court terme, l'impact de l'hydrogène à haute concentration, c'est-à-dire selon une concentration supérieure à 20 %, sur certains de ses équipements et sur certains équipements de ses clients.

[101] Énergir ne prévoit pas que les résidus d'hydrogène issus des procédés de production de GNR de 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> générations dépassent les pourcentages de concentration les plus élevés prévus dans le cadre du Projet. Elle estime néanmoins qu'il est nécessaire d'effectuer des tests à concentration élevée<sup>53</sup>.

[102] À cet égard, le Distributeur soumet que des tests à concentration élevée permettront de déterminer les concentrations limites du réseau et des équipements afin d'en mesurer les effets. La limite est atteinte lorsque la concentration d'hydrogène cause une perte ou un retour de flamme ou une augmentation des émissions dans l'équipement. Énergir précise que ces concentrations limites ne peuvent pas être déduites d'une simple extrapolation des effets de l'hydrogène à basse concentration.

[103] Ces tests permettront de statuer, de manière plus exhaustive, sur l'interchangeabilité d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène. Énergir soumet que le coût marginal des tests à plus haute concentration est plutôt faible et consiste essentiellement en une partie des coûts liés à l'approvisionnement en hydrogène, soit moins de 5 % des coûts du Projet.

[104] Par ailleurs, Énergir effectue une vigie de l'état d'avancement des projets en lien avec l'hydrogène dans l'optique d'y recueillir les informations techniques pertinentes. Elle participe également à différentes tables de discussions techniques sur le sujet<sup>54</sup>.

[105] Énergir s'intéresse notamment au projet d'Enbridge<sup>55</sup>, lequel étudie l'impact à long terme de l'hydrogène dans un réseau très similaire à celui d'Énergir avec des conditions météorologiques et des températures similaires à celles du Québec.

---

<sup>53</sup> Pièce [B-0023](#), p. 18, R-4.1.

<sup>54</sup> Pièce [B-0023](#), p. 19 et 20, R-4-3 et R-4.4.

<sup>55</sup> Ontario Energy Board, EB-2019-0294, Decision and Order, October 29, 2020, p. 15 ([URL](#)).

### 5.3.3 CALENDRIER DE RÉALISATION DU PROJET

[106] Le calendrier de réalisation du Projet s'échelonne entre juillet 2021 et mai 2023<sup>56</sup>. La durée prévue pour la réalisation des tests est d'environ 1 an. Énergir estime que cette durée est suffisante pour atteindre les objectifs du Projet<sup>57</sup>.

### 5.4 NORMES APPLICABLES

[107] La construction des postes d'injection sera réalisée conformément aux exigences de la dernière édition applicable au Québec de la norme CSA Z662, ainsi qu'au chapitre II du Code de construction.

[108] La conception et l'installation de la tuyauterie seront conformes au Code canadien d'installation de l'hydrogène CAN/BNQ 1784-000/2007. Les matériaux des conduites d'hydrogène pur seront conformes à la norme ASME B31.3.

[109] Le stockage temporaire d'hydrogène sera installé conformément aux normes NFPA 2/2020 et NFPA 55/2020.

[110] Énergir précise que l'hydrogène sera produit à l'usine d'Air Liquide de Bécancour. Le remplissage, le transport et l'installation des réservoirs d'hydrogène seront également sous la responsabilité d'Air Liquide, firme expérimentée dans ce type d'opération possédant toutes les accréditations requises à cette fin<sup>58</sup>.

[111] Le transport de l'hydrogène sera effectué en conformité avec les normes CSA-B620, CSA-B622, B339-F18 et B340-F18.

[112] En outre, le Distributeur présente les caractéristiques des nouvelles conduites de gaz naturel et d'hydrogène requises aux sites de l'ÉTG et de l'ÉCCU<sup>59</sup>.

---

<sup>56</sup> Pièce [B-0005](#), p. 15.

<sup>57</sup> Pièce [B-0015](#), p. 15.

<sup>58</sup> Pièce [B-0015](#), p. 17.

<sup>59</sup> Pièce [B-0005](#), p. 10 et 11, tableaux 1 à 5.

## 5.5 JUSTIFICATION DU PROJET

### *Utilité du Projet*

[113] Le Distributeur souhaite d'abord se familiariser avec l'hydrogène et se préparer à l'arrivée de GNR de 2<sup>e</sup> et de 3<sup>e</sup> génération qui pourrait contenir des résidus d'hydrogène.

[114] Il constate également qu'il existe un grand nombre d'initiatives visant l'injection d'hydrogène dans les réseaux gaziers de même que la volonté des gouvernements québécois et canadien d'encourager des projets en ce sens. Dans un tel contexte, il est d'avis qu'il importe de connaître la capacité et le comportement de certaines composantes en présence d'un mélange d'hydrogène et de gaz naturel.

[115] Selon Énergir, la documentation disponible au sujet des différents projets d'injection déjà réalisés ne donne pas d'indication précise quant au pourcentage d'hydrogène pouvant être injecté dans un réseau de gaz naturel. Certaines composantes d'un réseau ou certains équipements peuvent s'accommoder d'un mélange à plus haute concentration d'hydrogène alors que d'autres seront plus sensibles et pourraient nécessiter des mesures d'atténuation.

[116] C'est dans cette optique qu'Énergir souhaite réaliser sa propre analyse en fonction d'une stratégie de tests bien définie, dans le respect de la sécurité tant pour les étapes de la distribution que de la combustion du gaz naturel.

### *Bénéfices pour la clientèle*

[117] Selon Énergir, dans le contexte de la transition énergétique et de la décarbonation, il est dans l'intérêt de sa clientèle qu'elle développe ses connaissances concernant l'hydrogène afin de s'assurer de l'intégrité, de la résilience et de la sécurité de son réseau de distribution gazier.

[118] Le Distributeur mentionne que les processus de 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> générations de GNR donnent lieu à des résidus d'hydrogène non conformes aux normes actuelles. Il n'est toutefois pas en mesure de fournir une estimation du pourcentage de résidus d'hydrogène qui serait contenu dans le GNR issu de ces procédés.

[119] Il soumet qu'il est au bénéfice de sa clientèle qu'il se prépare à accepter ces résidus d'hydrogène au lieu de lui facturer les coûts afférents à la séparation de l'hydrogène du méthane<sup>60</sup>.

[120] Outre l'obligation légale d'acquérir et de livrer du GNR, Énergir doit répondre à la demande de sa clientèle qui a un intérêt pour la consommation des approvisionnements plus faibles en carbone. Le Distributeur vise à leur offrir la quantité d'approvisionnement à faible intensité carbone, voire nulle ou même négative qui correspond à leurs besoins, et ce, au meilleur coût possible tout en s'assurant de la sécurité d'approvisionnement.

[121] En procédant ainsi, Énergir favorise la rétention des clients et donc une meilleure stabilité tarifaire, tout en procédant graduellement à la décarbonation de l'approvisionnement gazier au bénéfice de la clientèle.

### ***Stratégie à long terme***

[122] Le Distributeur soumet qu'il est prématuré d'établir une stratégie à long terme concernant l'injection directe d'hydrogène dans son réseau gazier, mais soumet quelques réflexions à cet égard.

[123] Énergir indique tout d'abord que le rôle que l'hydrogène pourra prendre dans les approvisionnements devra se faire dans le respect du cadre juridique et réglementaire. À l'heure actuelle, Énergir n'a pas établi de stratégie à long terme concernant l'injection directe d'hydrogène dans son réseau, car il est trop tôt pour ce faire. Il est toutefois clair pour Énergir que l'hydrogène vert<sup>61</sup> contribuera à la décarbonation du réseau, à l'instar du GNR<sup>62</sup>.

[124] Il ajoute par ailleurs que l'hydrogène pourrait être lié au GNR de 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> générations ou injectée directement dans le réseau pour créer un mélange de méthane et d'hydrogène dans les conduites. Il pourrait s'agir d'une combinaison de ces deux possibilités.

---

<sup>60</sup> Pièce [B-0015](#), p. 8 et pièce [B-0023](#), p. 10, R-2.5.

<sup>61</sup> Hydrogène produit par l'électrolyse de l'eau et alimenté à partir d'électricité renouvelable.

<sup>62</sup> Pièce [B-0015](#), p. 9.

[125] Le principal avantage de l'hydrogène comme éventuelle source complémentaire d'approvisionnement est son caractère carboneutre. Cet attribut permettrait de réduire les émissions de GES, voire, les éliminer, et éviter les coûts reliés à la tarification carbone<sup>63</sup>.

[126] Cependant, l'introduction d'hydrogène dans les approvisionnements d'Énergir pourrait se traduire par des coûts additionnels. Selon le prix de l'hydrogène, le coût de la fourniture pourrait être plus élevé que celui d'un approvisionnement traditionnel augmenté du tarif du carbone.

[127] L'introduction d'hydrogène pourrait également faire encourir des coûts d'adaptation tant sur le réseau d'Énergir que sur les équipements et procédés des clients. Énergir est d'avis qu'il est trop tôt pour évaluer ces coûts.

## 5.6 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGEES

[128] Aucune autre alternative n'a été envisagée, car Énergir souhaite conduire ses premiers tests visant des mélanges d'hydrogène et de gaz naturel dans des environnements contrôlés. Comme le Quartier de l'Énergie de l'ÉTG ainsi qu'ÉCCU sont deux sites sous sa responsabilité directe ou d'une de ses filiales, Énergir les privilégie pour la réalisation du Projet.

## 5.7 COÛTS DU PROJET

[129] Les coûts totaux du Projet sont estimés à 5,9 M\$. Ils sont ventilés par activité<sup>64</sup>. Les coûts ont été évalués selon une estimation de classe 4 avec une précision se situant dans une fourchette allant de -20 % à +30 %.

[130] Le Distributeur mentionne qu'il s'agit d'un projet novateur et différent d'un projet d'investissement traditionnel. Puisque le Projet sera réalisé sur deux sites dont les caractéristiques et les contraintes sont connues, le Distributeur est d'avis qu'il n'est pas

---

<sup>63</sup> Par exemple, coût du Système québécois de Plafonnement et d'Échange de Droits d'Émission (le SPEDE).

<sup>64</sup> Pièce [B-0015](#), p. 16.

nécessaire d'encourir les coûts supplémentaires d'ingénierie d'avant-projet pour une estimation plus précise de classe 3.

[131] Les dépenses non capitalisables incluent les coûts reliés à la fourniture, au transport et au stockage de l'hydrogène de même que les coûts pour effectuer les différents tests et travaux sur les équipements d'ÉCCU dont les actifs ne sont pas la propriété d'Énergir. Ces dépenses comprennent également les frais pour l'assistance fournie par Air Liquide.

[132] Par ailleurs, afin de déterminer la contingence du Projet, Énergir a recours à des simulations Monte-Carlo. Elle présente une analyse des variations possibles des coûts reliées à chacune des activités du Projet<sup>65</sup>. Selon cette analyse, les coûts totaux du Projet (coûts capitalisables et dépenses d'exploitation) peuvent varier entre 4,35 M\$ et 8,77 M\$.

## 5.8 IMPACT TARIFAIRE

[133] Énergir dépose l'analyse financière du Projet selon les paramètres approuvés par la Régie dans ses décisions.

[134] Le tableau ci-dessous présente les impacts sur les tarifs selon trois scénarios de coûts, à savoir les coûts prévus, une hausse des coûts de 30 % par rapport aux coûts prévus de même qu'une baisse de 20 %.

[135] Par ailleurs, l'horizon de l'analyse se limite à 20 ans puisque les postes d'injection, qui seront situés en aval des postes de mesurage de l'ÉTG et d'ÉCCU, présentent une durée de vie similaire à celle d'un poste de mesurage, soit environ 20 ans.

---

<sup>65</sup> Pièce [B-0005](#), annexe 1.

TABLEAU 2  
IMPACTS TARIFAIRES SELON SCÉNARIOS DE COÛTS, K\$

Scénario de coûts	Sur 5 ans	Sur 10 ans	Sur 20 ans
Coûts prévus	3 299	4 811	6 579
Hausse de 30 %	4 245	6 178	8 433
Baisse de 20 %	2 669	3 901	5 343

Source : Pièce [B-0005](#), p. 14.

## 5.9 IMPACT SUR LA PRESTATION DU SERVICE

[136] Comme le Projet sera réalisé sur deux sites en circuit fermé dont les installations appartiennent à Énergir ou l'une de ses filiales, il n'y aura pas d'hydrogène distribué dans le réseau principal d'Énergir et, de ce fait, le Projet n'aura pas d'impact sur la prestation de service de distribution de gaz naturel.

## 5.10 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[137] Outre l'approbation de la Régie, les autorisations suivantes sont requises :

- une demande d'autorisation auprès de la Régie du bâtiment du Québec pour faire fonctionner les bouilloires d'ÉCCU avec un mélange d'hydrogène et de gaz naturel;
- une autorisation du service de sécurité incendie de Montréal.

## 6. COMMENTAIRES DES PERSONNES INTÉRESSÉES

### 6.1 ACIG

[138] L'ACIG<sup>66</sup> appuie la demande d'Énergir et recommande à la Régie d'autoriser les investissements relatifs au Projet.

[139] Elle ajoute que les données financières du Projet démontrent que l'impact tarifaire semble raisonnable pour la clientèle. L'ACIG conclut que le Projet :

- répond aux besoins des clients;
- répond aux besoins d'Énergir en matière de maîtrise des aspects techniques entourant l'inclusion de l'hydrogène dans le mélange de gaz naturel distribué;
- est mené dans une perspective de gestion préventive de l'intégrité du réseau réglementé d'Énergir;
- ne vise pas une injection d'hydrogène en vue de sa commercialisation.

### 6.2 HYDROGÈNE QUEBEC

[140] Hydrogène Québec<sup>67</sup> appuie la demande d'Énergir. Elle note que le Projet réalisé en boucle fermée pourra tester différents niveaux d'hydrogène et contribuer à valider le comportement du réseau et de ses appareils de contrôle.

[141] Hydrogène Québec estime que le Projet d'Énergir constitue un test rigoureux qui deviendra une référence bien documentée, démontrée et sûre.

---

<sup>66</sup> Pièce [D-0004](#), p. 6 à 8.

<sup>67</sup> Pièce [D-0010](#).



### 6.3 ROÉÉ

[142] Le ROÉÉ<sup>68</sup> recommande à la Régie de ne pas approuver le Projet tel que présenté par Énergir pour les motifs suivants.

#### *Utilité du Projet et stratégie à long terme*

[143] Le ROÉÉ note que le Projet s'inscrit dans le cadre de l'intégration sécuritaire du GNR de 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> générations. À cet égard, il soumet que les coûts de production de ces filières seront élevés. Ainsi, le ROÉÉ est d'avis que l'arrivée de ces filières est incertaine à cause de la pression à la hausse qu'ils exerceront sur les prix du GNR.

[144] Par ailleurs, le ROÉÉ souligne qu'il importe de considérer le taux d'hydrogène qui pourrait réalistement être associé à ces filières. Selon les hypothèses du ROÉÉ pour 2030, la proportion d'hydrogène dans le réseau d'Énergir serait inférieure à 0,0001 %.

[145] Ainsi, le ROÉÉ estime que les tests sont inutiles. Il soumet également qu'il serait assez facile et peu coûteux de retirer l'hydrogène du GNR relié à ces filières avant de l'injecter sur le réseau d'Énergir.

[146] En ce qui a trait aux tests, le ROÉÉ note qu'aucune évaluation sur une longue durée n'est prévue pour évaluer les problèmes de corrosion et de perméabilité des conduites et raccords.

[147] Le ROÉÉ mentionne que l'hydrogène est un gaz dont la plage d'inflammabilité se situe entre 4 % à 75 % de mélange en volume, ce qui le rend très inflammable et explosif. Il soumet qu'aucune cuisinière au gaz n'est actuellement équipée de système de détection d'hydrogène en cas de fuite ou dans la situation où une flamme pilote serait éteinte. La présence d'un élément chaud ou d'un rallumage devient alors fort dangereuse.

[148] Le ROÉÉ mentionne également que la plupart des pays européens permettent l'utilisation d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène uniquement pour des usages industriels, où les conditions de sécurité sont très rigoureuses.

---

<sup>68</sup> Pièce [D-0009](#).

[149] En ce qui a trait aux bénéfiques et la stratégie à long terme pour la clientèle, le ROEÉ est en désaccord avec les affirmations d'Énergir à l'effet que le principal avantage de l'hydrogène comme éventuelle source complémentaire d'approvisionnement est son caractère carboneutre. Il soumet que ces affirmations ne tiennent pas compte de l'ensemble du cycle de vie de cette ressource. À cet égard, le ROEÉ demande à la Régie d'exiger qu'Énergir démontre le caractère véritablement carboneutre, ou carbonégatif, de l'hydrogène qui serait utilisé dans son réseau.

[150] Le ROEÉ mentionne également que l'étude proposée par Énergir ne porte que sur un aspect très limité de la problématique reliée à l'hydrogène, aspect qui ne permet pas à la société de statuer sur l'ensemble des avantages, désavantages et dangers de cette filière. Ainsi, il est d'avis que la réalisation du Projet est prématurée.

### ***Plan de tests et bonification des connaissances***

[151] Le ROEÉ souligne que les tests prévus par Énergir pour les usages domestiques ne permettent pas d'évaluer la sécurité en cas de fuite ou arrêt de flamme pilote et rallumage par la suite.

[152] Le ROEÉ note l'absence de test sur les brûleurs de grande capacité, où la présence d'hydrogène peut induire des changements importants dans la forme et dans la dynamique des flammes, ainsi que sur le transfert de chaleur entre la flamme et la charge à chauffer.

[153] Enfin, le ROEÉ mentionne que les seuls polluants atmosphériques qui seront évalués sont les NOx.

### ***Durée et types de tests***

[154] Selon le ROEÉ, compte tenu de la plage d'explosivité de l'hydrogène, une concentration élevée de ce gaz débiterait à 5 % comparativement au pourcentage de 20 % avancé par Énergir. Il estime que les pourcentages d'hydrogène ne dépassant pas 2 % testés par Enbridge sont des niveaux prudents.

[155] Le ROEÉ soumet qu'une étape préalable aux tests sur les conduites est d'analyser tous les systèmes susceptibles d'utiliser de l'hydrogène. Cette étape permettrait d'identifier les appareils de contrôle et de détection existants afin de s'assurer de la sécurité des usages

de l'hydrogène selon tous les types de consommation (domestique, commercial, institutionnel et industriel).

### *Normes applicables*

[156] Le ROÉÉ constate que, bien qu'Énergir mentionne les normes techniques qu'elle entend appliquer dans le cadre du Projet, elle devrait également préciser quelles normes seront appliquées pour la réalisation des tests eux-mêmes (ASME ou autres).

## 6.4 RTIEÉ

[157] Le RTIEÉ<sup>69</sup> recommande à la Régie d'autoriser le Projet. Il note que le Projet ne vise pas la distribution d'hydrogène dans le réseau gazier dans une perspective de commercialisation. Il considère qu'il est opportun de mener des évaluations pour s'assurer de l'interchangeabilité d'un gaz naturel qui pourrait éventuellement contenir une plus grande proportion d'hydrogène dans une perspective de gestion préventive de l'intégrité du réseau gazier.

[158] Toutefois, le RTIEÉ se demande s'il ne serait pas préférable que les tests soient effectués par le CTGN, dont c'est le mandat, tout en allouant les coûts à titre de coûts corporatifs à l'entreprise réglementée Énergir.

## 7. OPINION DE LA RÉGIE

[159] En réponse à la DDR n° 1 de la Régie, Énergir indique qu'une partie importante des coûts du Projet se qualifie à titre d'actifs au sens des US GAAP. En s'appuyant sur les paragraphes 25 et 26 du *Statement of Financial Accounting Concepts No. 6* du FASB<sup>70</sup>, elle mentionne notamment ce qui suit :

---

<sup>69</sup> Pièce [D-0012](#).

<sup>70</sup> *Financial Accounting Standards Board, Statement of Financial Accounting Concepts No. 6, Elements of Financial Statements*, par. 25 et 26 ([URL](#)).

« [...]

D'abord, afin de bien comprendre pourquoi certaines sommes investies rencontrent les critères de capitalisation d'un actif en fonction des normes US GAAP, Énergir croit opportun de rappeler l'activité qui sous-tend le Projet. Tel que défini dans le complément de preuve (B-0015, Énergir-1, Document 3, p. 3, l. 17 à 23) déposé par Énergir, le distributeur précise :

*" À cet égard, Énergir soumet que le Projet ne se définit pas comme une « activité d'injection d'hydrogène » dans une perspective de commercialisation. L'« activité » derrière le Projet en est une de gestion préventive de l'intégrité du réseau réglementé d'Énergir dans le contexte de transition énergétique et de la décarbonation de celui-ci ». [Énergir souligne]"*

Ainsi, tout comme les investissements qui répondent à la définition d'un actif et qui sont nécessaires dans le cadre de la stratégie de gestion des actifs du distributeur (R-4151-2021, B-0044, Énergir-L, Document 3, pages 11-12), une partie des coûts du Projet qui est nécessaire à la réalisation des tests à la tolérance de l'hydrogène sera investie afin de s'assurer de la sécurité et de la pérennité du réseau gazier existant d'Énergir dans l'éventualité où de l'hydrogène se retrouverait mélangé au gaz naturel livré en franchise. Par ce Projet, Énergir s'assure de générer des avantages économiques futurs, soit de générer des revenus de distribution de gaz naturel, en s'assurant d'une distribution fiable et sécuritaire du gaz naturel à sa clientèle.

*De plus, comme mentionné en référence (i), les postes d'injections mobiles et les conduites associées seront réutilisés et/ou relocalisés à la fin du Projet. Une partie significative des sommes investies dans le Projet servira donc à créer une ressource tangible qui procurera des avantages économiques futurs. À titre d'exemple, le poste d'injection à l'ETG sera éventuellement réutilisé pour la formation. [...] »<sup>71</sup>. [nous soulignons]*

[160] La Régie est d'avis que dans le cas des actifs mentionnés par Énergir dans sa stratégie de gestion des actifs, ce sont les actifs eux-mêmes qui servent à atténuer les risques<sup>72</sup>.

<sup>71</sup> Pièce [B-0023](#), p. 23 à 26, R-5.2.

<sup>72</sup> Dossier R-4151-2021, pièce [B-0044](#), p. 11 et 12, pièce mentionnée par Énergir, se référer au paragraphe 159 de la présente décision. Les pages 14 et 15 de cette pièce contiennent la justification des investissements dans la catégorie « Risque » en relation avec les objectifs.

[161] Or, selon le contexte décrit par Énergir au présent dossier, à l'effet que l'activité visée par le Projet en est une de gestion préventive de l'intégrité de son réseau de distribution, la Régie est d'avis que ce ne sont pas les postes d'injection mobiles qui servent à atténuer les risques mais les tests visés par le Projet.

[162] Ainsi, la Régie estime que la finalité du Projet n'est pas la construction de postes d'injection pour une utilisation ultérieure, mais la réalisation de tests en vue de s'assurer de l'intégrité et de la sécurité du réseau de distribution en cas de présence d'hydrogène dans le réseau gazier d'Énergir.

[163] Dans cette optique, la Régie estime que les postes d'injection et les coûts y afférents sont les accessoires requis pour réaliser les tests et non pas des actifs.

**[164] Toutefois, elle estime que la preuve démontre qu'il est opportun que le Distributeur effectue les tests visés par le Projet. Pour les motifs énoncés ci-après, elle autorise Énergir à créer un CFR, selon les modalités décrites à la section 7.2, afin d'isoler l'ensemble des coûts du Projet aux fins de leur récupération, le cas échéant, dans ses tarifs.**

## 7.1 QUALIFICATION DU PROJET A TITRE D'ACTIF

[165] Dans sa réponse à la DDR n° 2 de la Régie à propos des bénéfices économiques futurs liés à l'activité qui sous-tend le Projet, Énergir précise que le critère des US GAAP s'applique à l'actif associé au Projet, plutôt qu'au Projet lui-même<sup>73</sup>. Dans le cas du Projet, la reconnaissance des bénéfices économiques futurs doit être associée aux deux postes d'injection mobiles.

[166] En se référant à des extraits du chapitre des US GAAP sur les immobilisations, Énergir soumet que les dépenses capitalisables comprennent non seulement les sommes qui seront investies dans les postes d'injection mobiles mais également celles dans les conduites, ainsi que tous les coûts engagés pour amener ces actifs à l'endroit et dans l'état nécessaire à leur utilisation<sup>74</sup>. Ces coûts correspondent notamment aux matériaux, aux

---

<sup>73</sup> Pièce [B-0028](#), p. 8, R-1.4.

<sup>74</sup> Pièce [B-0028](#), p. 6 à 8, R-1.3.

équipements analytiques, à la main-d'œuvre interne, l'inspection spécialisée des postes et l'odorisation<sup>75</sup>.

[167] Dans son appréciation des représentations d'Énergir pour faire valoir que les postes d'injection et les coûts y afférents constituent un actif au sens des US GAAP, la Régie souligne qu'elle ne peut retenir le lien établi par le Distributeur entre sa stratégie de gestion des actifs et les avantages économiques futurs du Projet<sup>76</sup> pour les raisons qu'il invoque.

[168] En outre, comme suggéré par Énergir, la Régie souligne que l'absence d'une liste précise et détaillée ainsi que les échéanciers de l'utilisation ultérieure des postes d'injection mobiles sont des facteurs importants pour déterminer si les postes constituent des actifs ou non<sup>77</sup>.

[169] Par ailleurs, Énergir précise qu'elle effectue une évaluation périodique du potentiel de service de ses actifs. La Régie remarque que dans un scénario d'absence de bénéfices économiques futurs liés aux deux postes d'injection à compter de 2030, Énergir procéderait à leur radiation dans ses états financiers. Il s'ensuivrait une perte sur disposition d'actifs des deux postes, laquelle est évaluée à 2,6 M\$. Cette perte serait comptabilisée et affecterait les tarifs des clients selon le traitement autorisé par la Régie au dossier tarifaire approprié<sup>78</sup>.

[170] Ce faisant, la preuve ne convainc pas la Régie à l'effet que les postes d'injection doivent être considérés comme étant des actifs.

[171] La Régie constate toutefois que la présence anticipée d'hydrogène dans le réseau de distribution gazier requiert qu'Énergir mène des tests dans une perspective de gestion préventive et de résilience de son réseau, à savoir des tests pour des proportions d'hydrogène « *possibles, sans qu'elles ne soient certaines ni même probables* »<sup>79</sup>. À ce titre, la Régie considère qu'il est utile et nécessaire, pour Énergir, de connaître le comportement de son réseau à cet égard.

---

<sup>75</sup> Pièce [B-0023](#), p. 25, R-5.2.

<sup>76</sup> Se référer au paragraphe 159 de la présente décision.

<sup>77</sup> Pièces [B-0028](#), p. 6, R-1.2 et [B-0028](#), p. 14, R-2.1.

<sup>78</sup> Idem.

<sup>79</sup> Pièce [B-0028](#), p. 17, R-3.1.

[172] La Régie retient par ailleurs de la preuve que le Projet s'inscrit dans le cadre de la transition énergétique et la décarbonation du réseau de distribution d'Énergir<sup>80</sup>. Aussi, bien qu'il n'existe pas de certitude quant à la présence ou non d'hydrogène dans le GNR de 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> générations, ni, le cas échéant, et en ce qui a trait au pourcentage de ce dernier, la Régie soumet, à l'instar d'Énergir, que la recherche de certitude peut faire obstacle à l'innovation, précieuse alliée de la transition énergétique<sup>81</sup>.

[173] De plus, bien que la Régie ne se prononce pas quant à cette question, parce que prématurée au présent dossier, elle note des réponses d'Énergir aux commentaires des personnes intéressées que dans le cas où le cadre réglementaire le permettait, l'injection d'hydrogène vert dans le réseau de distribution pourrait constituer une avenue envisageable pour son verdissement. À ce titre, le Projet permettra d'étudier de façon préventive les capacités techniques du réseau dans l'éventualité où il pourrait recevoir un produit susceptible de le verdir<sup>82</sup>.

[174] La Régie remarque, par ailleurs, que des recherches et des initiatives d'injection d'hydrogène ont été menées ou sont en cours au Québec, ailleurs au Canada et dans le monde<sup>83</sup>. Les commentaires de l'ACIG et d'Hydrogène Québec contiennent également des mentions relatives au développement de la filière de l'hydrogène au Canada et dans le monde.

[175] Dans ce contexte, la Régie est d'avis que le Projet est dans l'intérêt de la clientèle réglementée du Distributeur et que celle-ci doit donc contribuer à l'effort financier nécessaire à sa réalisation.

[176] La Régie tient également compte des commentaires d'Hydrogène Québec, et notamment de son point de vue représentant le marché de l'hydrogène au Canada<sup>84</sup>. Dans ses conclusions, Hydrogène Québec fait ressortir le caractère R&D du Projet, notamment :

*« Ce test réalisé en boucle fermée pourra tester différents niveaux d'hydrogène et contribuer à valider le comportement du réseau et de ses appareils de contrôle et pourra devenir un cas documenté avec les universités de Denver, du Québec et le CNRC.*

---

<sup>80</sup> Pièce [B-0015](#), p. 3, l. 21 à 25.

<sup>81</sup> Pièce [B-0029](#), p. 1 et 2.

<sup>82</sup> Pièce [D-0006](#), p. 8 et [B-0015](#), p. 9, lignes 25 et 26 et p. 10, lignes 1 et 2.

<sup>83</sup> Pièce [B-0020](#), p. 2 et pièce [B-0023](#), p. 19 et 20, R-4.4.

<sup>84</sup> Pièce [D-0010](#), p. 1.

[...]

*En conclusion, et pour toutes les raisons évoquées pour le développement futur des marchés, nous souhaitons bonne chance à Énergir pour ce test rigoureux qui deviendra une référence bien documentée, démontrée et sûre »<sup>85</sup>.*

[177] Par ailleurs, comme suggéré par Énergir, la Régie retient que les tests visés par le Projet constituent une première étape qui lui permettra de développer ses connaissances sur l'hydrogène. En outre, ces tests lui permettront éventuellement de préciser sa stratégie à long terme à l'égard de l'hydrogène<sup>86</sup>.

**[178] Pour les motifs exprimés ci-dessus, la Régie est d'avis que les sommes qui seront investies dans les postes d'injection mobiles ainsi que tous les coûts nécessaires à leur utilisation ne constituent pas un actif.**

## **7.2 TRAITEMENT DES COÛTS DU PROJET**

[179] Énergir mentionne qu'une part importante des coûts du Projet seront encourus pendant l'année tarifaire 2021-2022<sup>87</sup>.

**[180] Ainsi, la Régie accepte la proposition d'Énergir de créer un CFR afin d'isoler l'ensemble des coûts du Projet<sup>88</sup>, en vertu de l'article 32 (3.1°) de la Loi.**

**[181] La Régie précise qu'il s'agit d'un CFR hors base de tarification, portant intérêt au coût moyen pondéré du capital en vigueur. Les sommes qui y seront versées seront amorties sur une période à être déterminée dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023.**

---

<sup>85</sup> Pièce [D-0010](#), p. 11 et 12.

<sup>86</sup> Pièce [B-0020](#), p. 2 et pièce [D-0010](#), p. 11.

<sup>87</sup> Pièce [B-0028](#), p. 11, R-1.8.

<sup>88</sup> Pièce [B-0028](#), p. 14 et 15, R-2.1 et R-2.2.



### 7.3 RAPPORT SUR LES RÉSULTATS ET LES CONCLUSIONS DU PROJET

[182] La Régie réitère qu'il est opportun qu'elle soit informée des conclusions des tests qui seront réalisés dans le cadre du Projet.

[183] En effet, la Régie note des commentaires du ROEE que l'arrivée de GNR de 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> générations dans la franchise d'Énergir, tout comme la proportion d'hydrogène dans ces premiers projets en 2030 sont hypothétiques et, à ce titre, elle demande à être informée de la validité des tests visés par le Projet<sup>89</sup>.

[184] La Régie est d'avis que le forum approprié à cet égard est le Rapport annuel 2023, à savoir celui qui suit la fin prévue des tests. **En conséquence, la Régie demande à Énergir de déposer un suivi contenant les principales conclusions des tests visés par le Projet dans le cadre de son rapport annuel 2023.**

[185] **Dans le cadre des rapports annuels suivants, la Régie lui demande également de fournir tous les autres renseignements relatifs au Projet qui seront connus après le dépôt du rapport annuel 2023.**

[186] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

**AUTORISE** la création d'un CFR en vertu de l'article 32 (3.1<sup>o</sup>) de la Loi afin d'isoler l'ensemble des coûts du Projet, selon les modalités prévues à la section 7.2 de la présente décision;

**DEMANDE** au Distributeur de faire état des principales conclusions des tests visés par le Projet dans le cadre du Rapport annuel 2023 conformément à la section 7.3 de la présente décision.

François Émond  
Régisseur

---

<sup>89</sup> Pièce [D-0009](#), p. 9 et 10.